

УДК 553.98

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПРОГРАММА
ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ЮЖНО-ЛЕБЕДИНСКОЙ ПЛОЩАДИ
(ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАСЕЙН)****Маракова И.А.***ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»,**Ухта, e-mail: imarakova@ugtu.net*

Статья посвящена актуальной на сегодняшний день теме – поиску новых залежей нефти. В статье идет речь об особенностях геологического строения и перспективах нефтегазоносности Южно-Лебединской площади. Приведены данные о расположении исследуемой площади в тектоническом и нефтегазогеологическом отношении. Выполнен анализ нефтегазоносности изучаемой площади и определены её перспективы. В ходе работы выделены предполагаемые залежи нефти в отложениях джьерского возраста в пределах Южно-Лебединской структуры, тиманского и доманикового возраста в пределах Ариваньской структуры, сирачойского и усть-печорского возраста в пределах Кушьельской структуры. Произведена оценка ресурсов по категории D_0 . Подсчетные параметры (коэффициент нефтенасыщенности, плотность нефти, пересчетный коэффициент, коэффициент извлечения) приняты по аналогу – Лузскому месторождению. На Южно-Лебединской структуре по джьерским отложениям геологические ресурсы составили 40091 тыс. т, извлекаемые – 12027 тыс. т. На Ариваньской структуре по двум предполагаемым залежам суммарные ресурсы категории D_0 составили – 236 тыс. т (геологические) и 78 тыс. т (извлекаемые). Наиболее перспективной является Кушьельская структура. По этой структуре геологические и извлекаемые ресурсы двух предполагаемых залежей составили 759 тыс. т и 282 тыс. т соответственно. Основаниями для проведения поискового этапа геологоразведочных работ на Южно-Лебединской площади являются: высокие перспективы нефтегазоносности осадочного чехла Ижма-Печорской впадины; наличие рифовых ловушек и залежей в отложениях верхнего девона; подготовленность структуры к глубокому бурению. В работе представлена программа поисковых работ на исследуемой площади. Дана оценка геолого-экономической эффективности работ.

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция, перспективы нефтегазоносности, залежь, поисковая скважина, программа геологоразведочных работ, ресурсы

**STRUCTURAL STYLE AND EXPLORATION PROGRAM
AT YUZHNO-LEBEDINSKAYA AREA (TIMAN-PECHORA OIL AND GAS BASIN)****Marakova I.A.***Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: imarakova@ugtu.net*

The article is devoted to the current topic – the search for new oil deposits. The article deals with the features of the geological structure and the prospects of oil and gas potential of the South Lebedinsky area. The data on the location of the studied area in tectonic and oil and gas geological terms are given. An analysis of the oil and gas potential of the studied area is carried out and its prospects are determined. In the course of the work, the alleged oil deposits in sediments of the Dzhyer age within the South Lebedinsky structure, the Timanian and Domanic age on the Arivanskaya structure, the Syrachoy and Ust-Pechora age on the Kushyelskaya structure were identified. Assessed resources for category D_0 . The estimated parameters (oil saturation coefficient, oil density, conversion factor, recovery coefficient) are taken according to the similarly of the Luzskoe oil field. Geological resources in the South Lebedinsky structure by Dzhyer sediments amounted to 40,091 thousand tons, recoverable – 12,027 thousand tons. On the Arivanskaya structure, the total resources of category D_0 for the two expected oil deposit were 236 thousand tons (geological) and 78 thousand tons (recoverable). The most promising is the Kushielskaya structure. By this structure, the geological and recoverable resources of the two expected oil deposits amounted to 759 thousand tons and 282 thousand tons, respectively. The grounds for carrying out the search stage for exploration on the South Lebedinsky area are: high prospects for oil and gas potential sedimentary cover of the Izhma-Pechora depression; the presence of reef traps and oil deposits in sediments of the Upper Devonian; preparedness of the structure for deep drilling. The paper presents a program of exploratory work on the studied area. An assessment of the geological and economic effectiveness of the work.

Keywords: Timan-Pechora province, oil and gas prospects, deposit, prospect well, exploration program, resources

Южно-Лебединская площадь расположена на территории Ижемского и Усинского районов Республики Коми. Территория характеризуется сложным тектоническим строением: блоковым строением фундамента в поддоманиковой части разреза, с востока ограничена нарушением, входящим в состав Припечорской системы разломов. Для поддоманиковой части разреза характерно наличие тектонически

экранированных структур. В пределах рассматриваемой территории происходит выклинивание (стратиграфическое срезание) различных стратиграфических подразделений ордовикской, силурийской, девонской систем и соответственно значительно меняются мощности отложений осадочного чехла. На территории выделяется средне-франская (доманиковая) рифогенная зона барьерного типа.

На площади работ в предшествующие годы проводились геоморфологические, геологические, региональные и детальные аэромагнитные, гравиразведочные, электро-разведочные и сейсморазведочные работы.

К настоящему времени на рассматриваемой территории проведен определенный объем сейсморазведочных исследований, позволяющих судить о структурно-тектоническом строении площади, но степень изученности сейсморазведкой все еще остается достаточно низкой. На территории Южно-Лебединской площади отработано 987 пог. км сейсмопрофилей МОГТ, изученность сейсморазведкой составляет 1,18 пог. км/км². Через рассматриваемую территорию проходит региональный профиль 28-РС.

Целью исследований является изучение особенностей геологического строения и обоснование основных направлений поисковых работ на Южно-Лебединской площади.

Материалы и методы исследования

В тектоническом отношении Южно-Лебединская площадь расположена на территории двух тектонических элементов I порядка, входящих в состав Ижма-Печорской синеклизы: восточного борта Ижма-Печорской синеклизы (Кипиевская ступень) и Ерсинской впадины.

Ижма-Печорская синеклиза представляет собой надпорядковый тектонический элемент, ограниченный на западе Тиманским кряжем, на северо-востоке Малоземельско-Колгуевской моноклиналию, на востоке структурами сложного Печоро-Колвинского авлакогена и Предуральского краевого прогиба [1].

По кровле карбонатных отложений нижней перми Ижма-Печорская синеклиза представляет собой асимметричную структуру северо-западного простирания размерами 800×100-200 км, ограниченную с запада и востока глубинными разломами.

В границах Ижма-Печорской синеклизы выделяются пять элементов I порядка: Нерицкая ступень, примыкающая к Тиманской гряде, Ерсинская депрессия и Ижемская ступень в северной части синеклизы, восточный борт Ижма-Печорской синеклизы и Омра-Лыжская седловина, охватывающая южную часть синеклизы.

Восточный борт Ижма-Печорской синеклизы является тектоническим элементом I порядка, представляет собой узкую структурную зону северо-западного простирания размерами 400×20-50 км, формирование ко-

торой связано во многом с тектоническим развитием Печоро-Колвинского авлакогена. В составе Восточного борта Ижма-Печорской синеклизы выделяются три структуры II порядка (с юга на север): Кипиевская и Янгытская ступени, Седуяхинский вал.

Кипиевская ступень (150×25-40 км) представляет собой пониженную седловину между Янгытской ступенью на севере и Лузской ступенью (Омра-Лыжская седловина) на юге с отметками кровли карбонатов нижней перми от минус 1150 до минус 1400 м. Западный борт ступени погружается в Ерсинскую депрессию, восточный примыкает к Печоро-Кожвинскому мегавалу. На территории Южно-Лебединской площади сейсмическими работами оконтурены две структуры: Ариваньская и Кушьельская, все на территории Кипиевской ступени. Структуры изучены очень слабо.

Ариваньская структура в виде антиклинальной складки выражена по ОГ $\text{III}f_1 (D_3f_1)$ (но джьерские отложения отсутствуют), $\text{III}d (D_3dm)$ и $\text{III}f_2 (D_3f_2)$ (с амплитудой не более 5,0 м). По ОГ II-III (C-D) и $I_1 (P_1)$ структура отсутствует. Верхнедевонские и нижнепермские карбонатные постройки не картируются (в зоне предполагаемых фациальных изменений в доманиковых отложениях). Оконтуривается одной замкнутой изогипсой.

Кушьельская структура из всех представленных ОГ выражена только по ОГ II-III (C-D) и $I_1 (P_1)$ с амплитудой не более 5,0 м (по остальным ОГ в виде структурного носа). Верхнедевонские карбонатные постройки не картируются. По ОГ $I_1 (P_1)$ структура частично находится в контуре предполагаемой карбонатной постройки. Оконтуривается одной замкнутой изогипсой.

Южно-Лебединская тектонически экранированная структура расположена в центральной части Кипиевской ступени. Объект прослежен по подошве джьерских отложений, площадь по ОГ $\text{III}dzg$ в контуре замкнутой изогипсы минус 3120 м, размер структуры 22,5×6,5 км, амплитуда – 170 м.

Нефтеперспективными в пределах изучаемой площади являются карбонатные отложения доманиково-турнейского комплекса. Прежде всего перспективы связаны с распространением позднедевонских рифогенных отложений. Полоса доманикового барьерного рифа протягивается в срединной части площади с севера на юг в субмеридиональном направлении от Чаркаюлуновожской до Малолебединской структуры (обе структуры за предела-

ми площади) [2; 3]. Достоверное картирование зоны распространения рифогенных отложений является одной из основных задач по проведению геологоразведочных работ на рассматриваемой площади. Признаки нефтегазоносности отложений комплекса выявлены на территории смежной Чаркаюской площади в скважинах 1 и 2 – Чаркаюлуньвожские.

При опробовании доманиковых отложений в скважине 1-Чаркаюлуньвожская (два объекта) получены притоки минерализованной воды с фильтратом бурового раствора и газом. Рекомендованные на выяснение характера насыщения пласты были опробованы очень большим интервалом 2884-3364 м совместно с нижележащими водонасыщенными пластами доманикового, саргаевского, тиманского и джьерского горизонтов. При лабораторных исследованиях газа при высоком содержании азота (61,4%) и гелия (0,38%) и невысоком общем содержании углеводородов (37,4%) обнаружено присутствие тяжелых нефтяных углеводородов ($C_5 - 3,2 \text{ г/нм}^3$), что характерно для пластовых вод в районе залежей тяжелых нефтей. В скважине 2-Чаркаюлуньвожская доманиковый горизонт представлен мелководно-шельфовыми карбонатами. По керну в интервалах 2874,1-2881,4; 2893,3-2885,5; 2896,6-2900,3 м известняки и доломиты коричневого цвета за счет остаточного нефтенасыщения.

Возможно нефтенасыщенные интервалы в рифогенных доманиковых отложениях выделены в скважине 1-Лебединская. Промышленная нефтеносность доманикового барьерного рифа в сходных по генезису и строению ловушек установлена на целом ряде месторождений южнее Южно-Лебединской площади на территории Ижемской ступени (Макарельское, Низевое, Южно-Низевое и др.). Залежи массивных сводовые, коллекторами порового и порово-кавернового типов служат доломитизированные известняки, флюидоупор – глинисто-карбонатная пачка сирачойского возраста [4].

Карбонатные отложения верхнего девона мелководно-шельфового генезиса также представляют поисковый интерес. По результатам переинтерпретации материалов ГИС перспективные (возможно нефтенасыщенные) интервалы выделены в обеих скважинах: в скважине 50-Восточно-Созьвинская в сирачойских, елецких и усть-печорских отложениях верхнего девона, в скважине 1-Лебединская в сирачойских и усть-печорских отложениях.

В пользу перспектив отложений подобного генезиса свидетельствует открытие промышленных залежей нефти на Лузском месторождении. Залежи приурочены к карбонатам сирачойского (верхний флан) и задонского (нижний фамен, пласт Φ_0) горизонтов верхнего девона. Залежи связаны с антиклинальными ловушками, массивного типа, экранируются соответственно карбонатно-глинистой евлановско-ливенской толщей и нижефаменским пластом «Г». Коллекторы представлены известняками в различной степени доломитизированными, с порово-каверновым типом емкости.

На территории Южно-Лебединской площади прогнозируются залежи в доманиковых отложениях на Ариваньской и Лебединской структурах, в сирачойских и усть-печорских отложениях на Кушьельской, Восточно-Созьвинской и Лебединской структурах, в елецких отложениях на Восточно-Созьвинской структуре.

Результаты исследования и их обсуждение

Уточнение геологического строения площади работ по результатам переинтерпретации материалов сейсморазведки и бурения прошлых лет является основанием для проведения поискового этапа геологоразведочных работ на Южно-Лебединской площади.

К ним относятся:

– высокие перспективы нефтегазоносности осадочного чехла Ижма-Печорской впадины, где открыт ряд месторождений нефти и газа: Береговое, Лузское, Сотчёмское, Среднекосьюское, Турчаниновское, Мичаюское, Восточно-Савиноборское, Нижнеомринское, Джебольское;

– наличие рифовых ловушек и залежей в отложениях верхнего девона;

– подготовленность структуры к глубокому бурению.

Программа геологоразведочных работ на Южно-Лебединской площади разработана в соответствии с основными задачами по проведению геологоразведочных работ и с соблюдением общепринятой этапности их проведения.

Программа предусматривает проведение на территории Южно-Лебединской площади следующих основных видов работ:

- 1) полевые сейсморазведочные работы 2D;
- 2) поисковое бурение.

2D-переинтерпретация сейсмических материалов прошлых лет по территории Южно-Лебединской площади явилась важ-

ным и необходимым этапом проведения геологоразведочных работ.

Выполнение переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет позволило решить следующие задачи: увязать структурные построения разных сеймопартий, в том числе в районе ранее выявленных структур; выполнить структурные построения по всем основным поверхностям осадочного разреза (в том числе по кровле доманиковых рифогенных отложений); уточнить границы зоны распространения рифогенных отложений как наиболее перспективных для поисков нефти; уточнить линии выклинивания стратиграфических подразделений поддоманиковой части разреза и ниже; закартировать тектонические нарушения и связанные с ними тектонически экранированные ловушки; уточнить строение зоны сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Печоро-Кожвинского вала (в направлении перспективных Мутноматерикового-2 и Мутноматериково-Терехевейского участков); рационально разместить новые сеймопрофили для планируемых сейморазведочных работ 2D.

По материалам планируемых сейморазведочных работ 2D будет создана модель геологического строения территории площади, построены структурные карты по основным геологическим поверхностям. Будут выявлены и подготовлены объекты (структуры, ловушки различного генезиса), оценены их ресурсы нефти, выбраны первоочередные объекты под поисковое бурение.

Предполагается, что по результатам планируемых сейморазведочных работ в районе Восточно-Созьвинской и Лебединской структур будут оконтурены ловушки того или иного типа, Ариваньская и Кушьельская структуры будут подготовлены к бурению.

Поисковое бурение

Для поискового бурения могут быть указаны следующие объекты:

1. Ранее выявленные объекты, по результатам бурения оказавшиеся непоискованными или недопоискованными (по перспективным горизонтам скважины заложены в неблагоприятных структурных или литолого-фациальных условиях), но сохраняющие перспективы выявления промышленных залежей нефти.

2. Ранее выявленные объекты, бурение на которых не проводилось.

3. Новые объекты (ловушки различного генезиса – структурные, рифогенные, тектонически экранированные, стратиграфические).

Таким образом, исходя из имеющейся на настоящий момент совокупности геолого-геофизической информации, объектами поискового бурения на Южно-Лебединской площади предварительно могут быть:

1) выявленные Восточно-Созьвинская и Лебединская структуры (районы скважин 50-Восточно-Созьвинская и 1-Лебединская);

2) объекты, оконтуренные в полосе барьерного доманикового рифа или в непосредственной близости от нее (Кушьельская и Ариваньская структуры, а также новые объекты после их подготовки к бурению).

Первоочередной поисковый интерес, в том числе в отношении возможности выявления «пропущенных» залежей в ранее пробуренных скважинах, представляют собой терригенные и карбонатные (рифогенные) отложения верхнего девона.

Это обосновывается результатами бурения скважин, их опробования и испытания, ГИС, в том числе переинтерпретации материалов ГИС, выполненной в ходе данной работы, исследованиями кернового материала, а также установленной нефтегазоносностью смежных территорий.

Первоочередным объектом является Южно-Лебединская структура, на которой планируется заложение поисковой скважины 1-Южно-Лебединская (рисунок).

Оценка ресурсов

В результате переинтерпретации данных сейморазведочных материалов прошлых лет, переинтерпретации данных ГИС, выполненной в ходе данной работы, а также установленной нефтегазоносности смежных территорий поисковый интерес вызывают терригенные отложения верхнего девона на изучаемых структурах. Ресурсы нефти оценены по категории Д0 объемным методом [5].

Южно-Лебединская структура.

Прогнозируемая залежь нефти D₃d_{zr}

Ожидаемая залежь нефти – неполнопластовая, сводовая, тектонически экранированная взбросом. Коллекторы представлены песчаниками. Флюидоупором для залежи являются одновозрастные глинистые отложения мощностью около 10 м, залегающие непосредственно над пластом-коллектором. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность и коэффициент пористости взяты по данным ГИС скважины № 1-Лебединской 11,0 м и 0,1 соответственно. В качестве аналога для оценки ресурсов использована нефтяная залежь в тиман-

ских отложениях Лузского месторождения пласт Ia, где установлены следующие параметры: коэффициент нефтенасыщенности – 0,82; плотность нефти – 0,859 г/см³; пересчетный коэффициент – 0,877; коэффициент извлечения – 0,30.

Ресурсы нефти:

$$Q_{\text{геол.}} = 40\,091 \text{ тыс. т}; Q_{\text{извл.}} = 12\,027 \text{ тыс. т.}$$

Ариваньская структура.

Прогнозируемая залежь нефти D₃tm

Ожидаемая залежь нефти – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Коллекторы представлены песчаниками. Флюидоупором для залежи являются одно-возрастные глинистые отложения. Структура прослежена по ОГ III_{f1} (D₃f₁). Площадь перспективной залежи в контуре замкнутой изогипсы минус 2620 м составляет 1,4 км².

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность принята равной 1,0 м, поскольку амплитуда ловушки менее 5 м. В качестве аналога для оценки ресур-

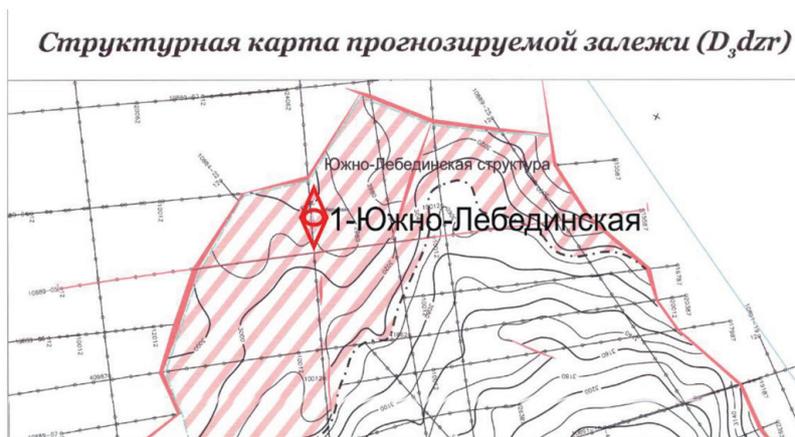
сов использована нефтяная залежь в тиманских отложениях Лузского месторождения пласт Ia, где установлены следующие параметры: коэффициент нефтенасыщенности – 0,82; плотность нефти – 0,859 г/см³; пересчетный коэффициент – 0,877; коэффициент извлечения – 0,30.

Ресурсы нефти:

$$Q_{\text{геол.}} = 130 \text{ тыс. т}; Q_{\text{извл.}} = 39 \text{ тыс. т.}$$

Прогнозируемая залежь нефти D₃dm

Ожидаемая залежь нефти – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Коллекторы представлены известняками. Флюидоупором для залежи являются глинистые отложения. Структура прослежена по ОГ III_{f2} (D₃f₂). Площадь перспективной залежи в контуре замкнутой изогипсы минус 2540 м составляет 1,8 км². Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность принята равной 1,0 м, поскольку амплитуда ловушки менее 5 м.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:



Расположение проектной скважины

В качестве аналога для оценки ресурсов использована нефтяная залежь в сирачойских отложениях Лузского месторождения, где установлены следующие параметры: коэффициент нефтенасыщенности – 0,93; плотность нефти – 0,823 г/см³; пересчетный коэффициент – 0,853; коэффициент извлечения – 0,369.

Ресурсы нефти:

$$Q_{\text{геол.}} = 106 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{извл.}} = 106 \times 0,369 = 39 \text{ тыс. т.}$$

Кушьельская структура.

Прогнозируемая залежь нефти D₃srč

Ожидаемая залежь нефти – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Коллекторы представлены известняками. Флюидоупором для залежи являются глинистые отложения. Структура прослежена по ОГ II-III (С-D). Площадь перспективной залежи в контуре замкнутой изогипсы минус 2150 м составляет 6,5 км². Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность принята равной 1,0 м, поскольку амплитуда ловушки менее 5 м.

В качестве аналога для оценки ресурсов использована нефтяная залежь в сирачойских отложениях Лузского месторождения, где установлены следующие параметры: коэффициент пористости 0,09, коэффициент нефтенасыщенности – 0,93; плотность нефти – 0,823 г/см³; пересчетный коэффициент – 0,853; коэффициент извлечения – 0,369.

Ресурсы нефти:

$$Q_{\text{геол.}} = 382 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{извл.}} = 382 \times 0,369 = 141 \text{ тыс. т.}$$

Прогнозируемая залежь нефти D₃ur

Ожидаемая залежь нефти – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Коллекторы представлены известняками. Флюидоупором для залежи является глинистые отложения. Площадь перспективной залежи в контуре замкнутой изогипсы минус 2150 м составляет 6,5 км². Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность принята равной 1,0 м, поскольку амплитуда ловушки менее 5 м.

Ресурсы нефти:

$$Q_{\text{геол.}} = 377 \text{ тыс. т.}; Q_{\text{извл.}} = 141 \text{ тыс. т.}$$

Геолого-экономическая эффективность работ составила: прирост запасов на 1000 рублей затрат 7,14 т/тыс. руб. и затраты на подготовку 1 тонны прироста запасов 140,1 руб./т.

Заключение

В ходе данной работы были изучены геологические особенности строения исследуемого района и составлена программа геологоразведочных работ на Южно-Лебединской площади.

В процессе выполнения задач изучено геологическое строение площади, оценены перспективы нефтегазоносности, выделены первоочередные объекты, оценены ресурсы категории D₀, составлена программа геологоразведочных работ на Южно-Лебединской площади.

На основе изученных материалов по соседнему (Лузскому) месторождению, на котором была доказана промышленная нефтегазоносность и выявлена залежь нефти, были изучены нефтегазоносные комплексы подготовленной к бурению Южно-Лебединской структуры; обоснована их нефтегазоносность и подсчитаны ресурсы прогнозируемой залежи нефти.

Перспективы нефтегазоносности Южно-Лебединской структуры и подсчет перспективных ресурсов категории D₀ связываются с отложениями верхнего девона. Ожидаемая залежь нефти неполнопластовая сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная.

Для реализации данной работы рекомендуется бурение одной поисковой скважины № 1-Южно-Лебединская, которая закладывается по данным сейсморазведки на наиболее благоприятных гипсометрических условиях Южно-Лебединской структуры, проектной глубиной – 3200 м. Намечен комплекс геолого-геофизических исследований в скважине, опробование и испытание перспективных интервалов.

Подсчет ресурсов по категории D₀ произведен объемным методом. Всего по структуре Q_{геол.} = 40,091 млн т и Q_{извл.} = 12,027 млн т.

Параллельно с бурением предусматриваются полевые сейсморазведочные работы 2D-методом ОГТ. Объем сейсморазведочных работ планируется количестве 200 пог. км.

Приведены геолого-экономические показатели поисковых работ на Южно-Лебединской структуре, доказана их эффективность.

Список литературы / References

1. Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития // Георесурсы. 2017. № 5. С. 56–64. DOI: 10.18599/grs.19.7.

Stupakova A.V. Timan-Pechora basin. The structure and main stages of evolution // Georesources. 2017. № 5. P. 56–64 (in Russian).

2. Пармузина Л.В. Нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. [Электронный ресурс]. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus62014p210-225ParmuzinaLV_ru.pdf (дата обращения: 20.05.2020).

Parmuzina L.V. Oil and gas potential of the Upper Devonian complex of the Timan-Pechora oil and gas province // Neftegazovoye delo. 2014. № 6. [Electronic resource]. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus62014p210-225ParmuzinaLV_ru.pdf (date of access: 20.05.2020) (in Russian).

3. Пармузина Л.В., Лагутина Ю.А., Смирнова А.Е. Расчленение и корреляция отложений верхнедевонского комплекса Ижемской ступени // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2015. № 2. С. 17–25. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-2-17-25.

Parmuzina L.V., Lagutina Yu.A., Smirnova A.E. Breaking up and correlation of sediments of the Upper Devonian complex of the Izhma stage // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz. 2015. № 2. P. 17–25 (in Russian).

4. Боровинских А.П., Пармузина Л.В., Маликова А.Ю. Природные резервуары в ордовикских, силурийских и девонских отложениях Джебельской ступени Ижма-Печорской впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т.9. № 3. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/35_2014.pdf (дата обращения: 20.05.2020).

Borovinsky A.P., Parmuzina L.V., Malikova A.Yu. Natural reservoirs in the Ordovician, Silurian and Devonian sediments of the Jebol stage of the Izhma-Pechora depression // Oil and gas geology. Theory and practice. 2014. V. 9. № 3. [Electronic resource]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/35_2014.pdf (date of access: 20.05.2020) (in Russian).

5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Проскурина, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method / Pod red. V.I. Petersil'ye, V.I. Proskurina, G.G. Yatsenko. Moskva-Tver': VNIGNI, NPTS «Tver'geofizika», 2003. 258 p. (in Russian).